

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2520 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2520)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		04.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

Томск – 2020 г.

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
З-2Б62Т	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер) № 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Циркуляционный переводник с разрывной мембраной для ГНКТ	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Циркуляционный переводник с разрывной мембраной для ГНКТ	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
29.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Ханахмедов Натик Бахтир-оглы

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
	4.1 Провести анализ возможных и часто

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страницы, 13 рисунков, 49 таблиц, 45 литературный источник, 8 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2520 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения. Обозначения. Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируочный агрегат.

Оглавление

Введение	13
1 Горно–геологические условия бурения скважины.....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважин	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....	14
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть проект.....	17
2.1 Обоснование конструкции скважины	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины.....	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.2.1 Выбор способа бурения	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	22
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	22
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	23
2.2.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя	24
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	25
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	26
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	30
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	33
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	34
2.3.1 Расчет обсадных колонн	34
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	37
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	38
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	41

2.4	Выбор буровой установки	43
3	Циркуляционный переводник с разрывной мембраной для ГНКТ	44
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	52
4.1.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	53
4.1.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	55
4.1.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	58
4.1.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента....	58
4.1.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	58
4.1.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	60
4.1.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	60
4.1.8	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	60
4.2	Линейный календарный график выполнения работ	61
4.3	Корректировка сметной стоимости строительства скважины	62
4.3.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепле-ния скважины	62
4.3.2	Расчет технико-экономических показателей	63
5	Социальная ответственность.....	65
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	65
5.1.1	Правовые нормы трудового законодательства	65
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	66
5.2	Производственная безопасность	67
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов	68
5.2.1.1	Отклонение показателей микроклимата	68
5.2.1.2	Превышение уровня шума.....	69
5.2.1.3	Отсутствие или недостаток естественного света.....	69
5.2.1.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны	70

5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	71
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	71
5.2.2.1 Электробезопасность	71
5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность.....	72
5.3 Экологическая безопасность.....	73
5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны.....	73
5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы	74
5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
Приложение А.....	86
Приложение Б	94
Приложение В	95
Приложение Г	96
Приложение Д	104
Приложение Е	105
Приложение Ж.....	110
Приложение З.....	118

Введение

Получение достоверной информации о геологическом нефтеносном или газоносном разрезе занимает существенную часть при разработке месторождения. В современном проектировании скважин особо актуален вопрос экономической эффективности и оптимизации процессов с целью удешевления стоимости самой скважины и соответственно поисков новых месторождений.

Проанализировав горно-геологических условий бурения проектируемой скважины были отображены особенности нефтеносного горизонта. Тип коллектора представлен сообщаемыми порами с ожидаемым свободным дебитом 100-140 м³/сут. Присутствует риск обводнения нефтеносного разреза в интервале 2485-2495 метров, так как на глубине 2470-2545 метров присутствует в водоносный горизонт, с целью предотвращения межпластовых перетоков и обводнения проектируется закрытый забой скважины. Интервал преимущественно сложен: глинами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Проект закладывает актуальные рекомендации при которых минимизируются осложнения, такие как: в интервале 0-1440 метров поглощения без потери циркуляции, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора, в интервале 550-1440, 2130-2215 метров прихватоопасные зоны, возникающие при некачественной очистка бурового раствора и высокой водоотдачи, ведущей к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород..

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

При выполнении данного дипломного проекта были учтены все реальные особенности и будущее дальнейшего развития месторождения. Также были спроектированы все общетехнические и технологические решения, направленные на увеличение качества строительства скважины.

1 Горно–геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважин

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в таблицах А.1–А.3 приложения А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2520 м представлена в большей степени глинами, алевролитами с переслаиванием аргеллитов, песчаников. По разрезу большая часть скважины представлена мягкими и средними по твердости горными породами, но ближе к проектному забою присутствуют твердые песчанники, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в таблице 1.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 5 водоносными и 1 нефтеносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2495-2520 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 140 м³/сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Ю ₁ ²	2485	2495	Поров.	600-640	100-140	14	–
Водоносность							
Q – P	0	285	Поров.		0	–	Да. Минерализ. – 0,003 г/л.
K ₁ – K ₂	285	1440	Поров.	1010-1012	25	–	Нет. Минерализ. – 0,020 г/л.
K ₁	1440	2215	Поров.	1010-1012	10 – 20	–	Нет. Минерализ. – 0,0212 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl [–] – 12,885 г/л, Na ⁺ – 6,552 мг/л
K ₁	2215	2440	Поров.	1014	0 – 10	–	Нет. Минерализ. – 0,021 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl [–] – 12,335 г/л, Na ⁺ – 6,603 г/л
J ₃	2470	2545	Поров.	1021-1034	3 – 40	–	Нет. Минерализ. – 0,045 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl [–] – 26,475 г/л, Na ⁺ – 15,291 г/л

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Темпе- ра- тура в конце интер- вала, град. °С	Источ- ник получ- ения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			велич- ина кгс/с м ² на м	источ- ник получ- ения	велич- ина кгс/с м ² на м	источ- ник получ- ения	велич- ина кгс/с м ² на м	источ- ник получ- ения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q–Р	0	285	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	9	ПГФ
K ₂	285	365	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	11	ПГФ
–“–	365	415	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	13	ПГФ
–“–	415	560	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
–“–	560	575	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
K ₂ – K ₁	575	1440	0,100	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	44	ПГФ
K ₁	1440	2130	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	64	ПГФ
–“–	2130	2215	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	66	ПГФ
K ₁	2215	2440	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	73	ПГФ
J ₃	2440	2465	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	74	ПГФ
–“–	2465	2470	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	82	ПГФ
J ₃ – J ₂	2470	2540	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,235	ПГФ	85	ПГФ

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу, поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, кавернообразование, прихватоопасные зоны, сальникообразование. Осложнения представлены в таблице Б.1 приложения Б.

2 Технологическая часть проект

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1

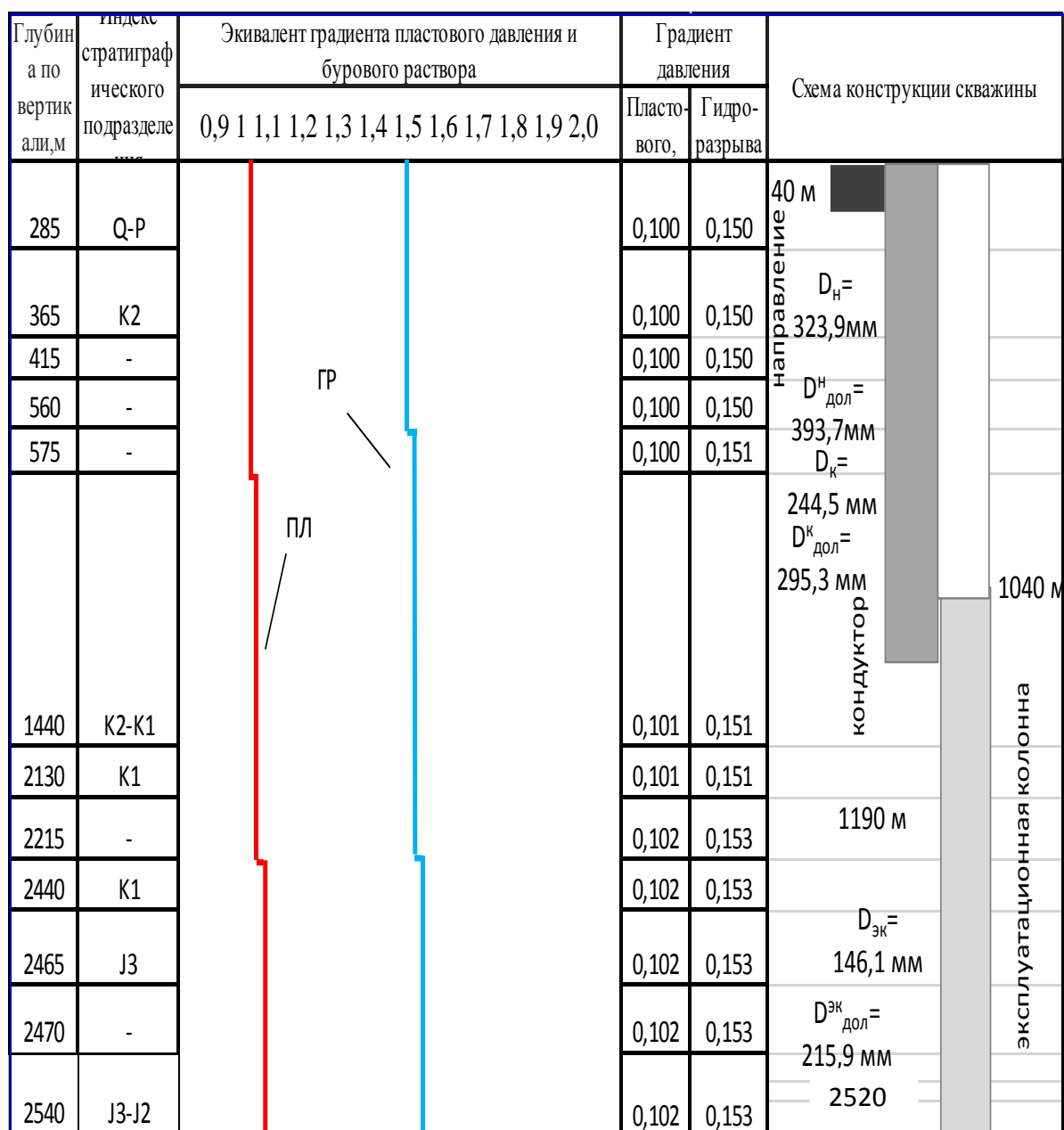


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных

отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 4), было принято решение спускать кондуктор на 1190 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 25 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2520 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

- Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.
- Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1190 м.
- Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1530 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{\text{эк}}=146,1$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$:

$$P_{\text{му}} = 15,966 \text{ МПа.}$$

Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-14-146×245 ХЛ**

ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5- 280/80х21.**

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	1190	Гидравлический забойный двигатель (турбобур)
1190	2520	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2480	2500	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–40	40–1190	1190– 2520
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сервисез	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	PDC БИТ 215,9 В 713 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоедини - тельная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.40	0,441	0,4
Масса, кг		163	82	24
G, тс	Рекомендуемая	3-8	9–15	5-15
	Предельная	25	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180
	Предельная	200	250	220

где G – осевая нагрузка на долото, тс;

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 мм марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 мм марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 мм марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая

скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будет произведены операции по отбору керна.

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-40	40-1190	1190-2520
Исходные данные			
Диаметр долота, см	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс	25	15	15
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка в процессе бурения, тс	20	12	12
Проектируемая нагрузка, тс	3	8	12

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 6

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-40	40-1190	1190-2520
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		3,4	2	1,4
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		165	129	122
$n_{стат}$, об/мин		60	140	180
$n_{проект}$, об/мин		60	140	180

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение

производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-1190	1190-2520
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,3
K_k	1,4	1,25	1,15
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_m , м/с	0,011	0,0083	0,0042
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,235	0,166
$d_{нмах}$, м	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	9
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,15	1,08
ρ_n , г/см ³	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	34	15
Q_2 , л/с	78	40	13
Q_3 , л/с	179	55	31
Q_4 , л/с	79	36	15
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	78-179	34-55	13-31
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	55	31

2.2.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Для интервала бурения 40–1190 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с

регулируемым углом перекося, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице В.1 приложения В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости , л/с	Число оборотов , об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя , кВт
ДГР – 240.7/8.55	40–1190	240	9,975	2432	30–75	62–180	26,0–39,0	114–430
ДРУ2– 172РС	1190–2520	172	5,000	1669	19–40	80–200	25,3	221–565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. КНБК выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в таблицах Г.1–Г.4 приложения Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице Д.1 приложения Д.

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

1. Направление, интервал 0-40м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 \cdot 4 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 40} = 1151,9 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

2. Кондуктор, интервал 40-800м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 \cdot 1190 \cdot 0,102 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1190} = 1176,1 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (2)$$

3. Эксплуатационная колонна, интервал 1190-2520м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,08 \cdot 2520 \cdot 0,103 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2520} = 1133,9 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-40 м представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Направление	
		кг	кг	уп
1	2	3	5	6
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	48	2
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3410	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	48	2
Понижитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	465	1

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 40-1190 м представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 40-1190 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			колонна эксплуатационная	
		кг	кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	365	15

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	23456	22
Барит	утяжелитель	25	476	24
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	211	9

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1190-2520 м. представлены в таблице 12

Таблица 12– Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1190-2520 м

Наименование материала	Назначение	Упако вка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			колонна эксплуатационная	
		кг	кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25,0	1200	48
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	17122	17
Барит	Утяжелитель	25	209	8
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25кан истра	557	22
ПАЦ НВ	Регулятор филтвр.	25	10	411

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Смазочная добавка	Снижение коэфф. трения в скважине	1000	12571	126
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	28570	286

Технологические показатели растворов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,03-1,1
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,13
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2520 м. представлен в таблицах Е.1–Е.4 приложения Е.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;

предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчетов приведены в таблицах 14, 15, 16.

Таблица 14 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Колличество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	40	Бурение	0,504	0,065	Перифириинная	3	19	93.4	3,66
Под кондуктор									
40	1190	Бурение	0,679	0,076	Перифириинная	5	17	45.7	0.92
Под эксплуатационную колонну									
1190	2520	Бурение	1,159	0.087	Перифириинная	3	12	94,3	4,39
Отбор керна									
2480	2500	Бурение	0,942	0.071	Перифириинная	3	12	98,9	76.6

Таблица 15– Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,95	180	184,3	100	108	39,74	79,49
40	1190	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,95	160	232,7	100	90	25,92	51,84
1190	2520	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	0,95	150	266	100	125	32	32
2480	2500	Отбор керна	УНБТ-950	1	0,9	150	226,8	0,85	125	26	26

Таблица 16 Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	Бурение	78,9	63,9	0	4,9	0,1	10

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	1190	Бурение	216,9	0	150,6	53	3,2	10
1190	2520	Бурение	252,7	57,3	40,7	69,9	74,9	10
2480	2500	Отбор керна	76,4	37,8	0	26,2	17,8	7,8

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 17

Таблица 17 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2480-2500	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6х8мм)	2-5	20-40	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

- При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

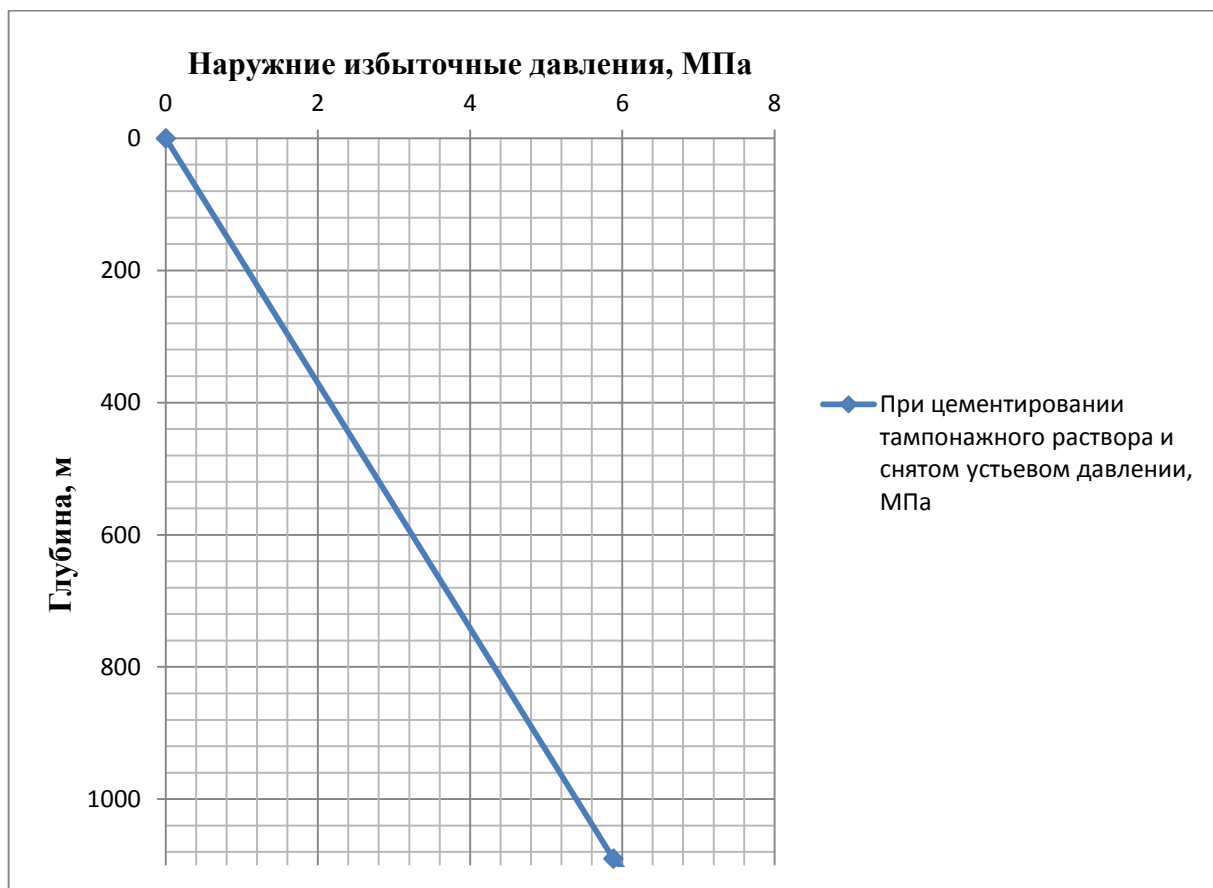


Рисунок 2– Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 3

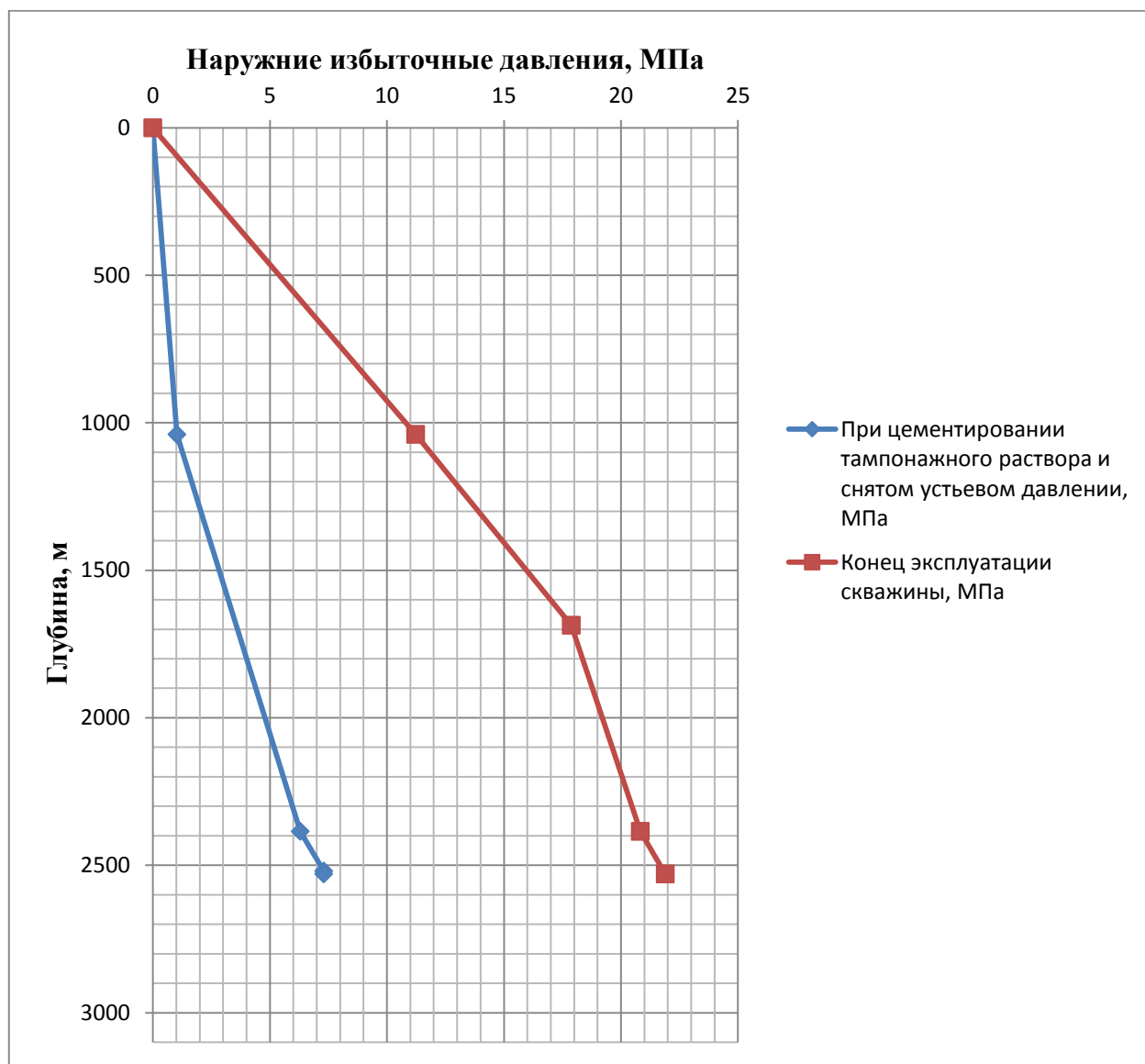


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

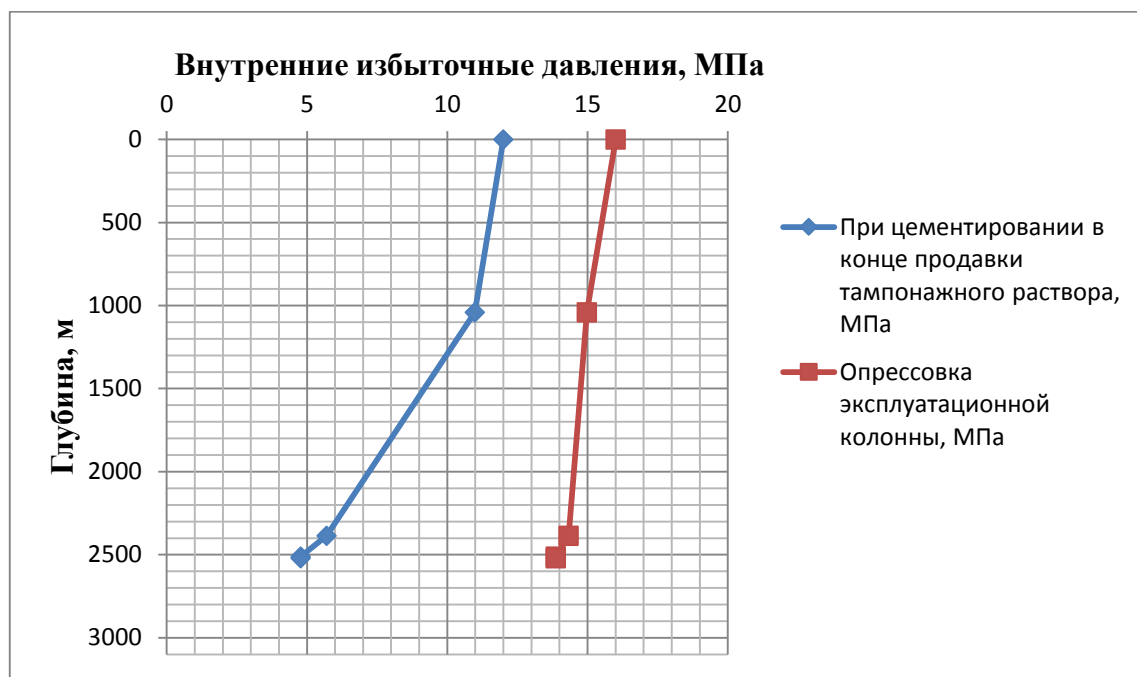


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5

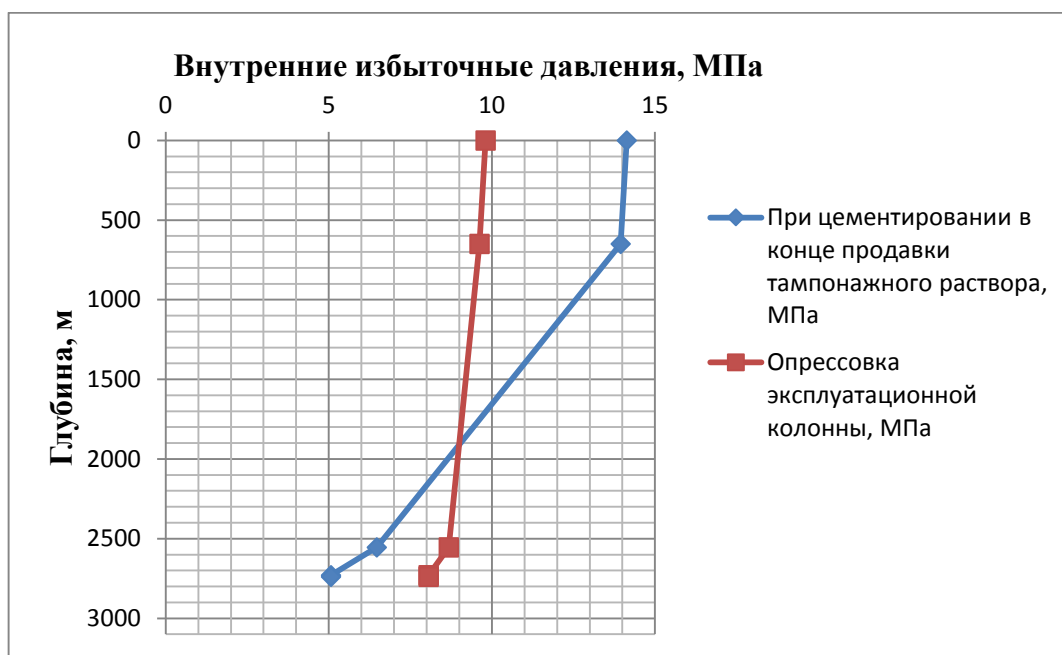


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 18

Таблица 18 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочност	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	68,52	2740,8	2740,8	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1190	48,13	57274,7	57274,7	0-1190
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	85	26,5	2252,5	61423	2435-2520
2	ОТТМ	Д	7,0	2435	24,3	59170,5		0-2435

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 19

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	5	5
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	2	2
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	30	30	1	1

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1190	1190	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	1180	1180	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	40	2	29
		40	1190	27	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	40	1190	38	38
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	1190	1190	1	1
Эксплуатационная , 146	БКМ-178 «Нефтемаш»	2520	2520	1	1
	ЦКОДУ-178 «Нефтемаш»	2510	2510	1	1
	ЦПЦ 178/216 «Нефтемаш»	0	1190	16	65
		1190	2520	49	
	ЦТ 178/216 «Нефтемаш»	1190	2520	97	97
	ПРП-Ц-В 178 «Нефтемаш»	2510	2510	1	1
	ПРП-Ц-Н 178 «Нефтемаш»	2520	2520	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирование скважины

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 1:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2)$$

$$36,03 \text{ МПа} \leq 43,39 \text{ МПа}$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	12,20	2,44	1100	2,44	МБП-СМ	2684
		9,76	1100	4,88	МБП-МВ	10736
Продавочная жидкость	34,48		1000	34,48	–	–
Облегченный тампонажный раствор	41,47		1400	–	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	58058
					НТФ	17
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,44		1820	–	ПЦТ - II - 100	6261
					НТФ	1,5

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (3)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 20,49 \quad (4)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_6 \quad (5)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 4,958 / 15 = 0,38$$

Для облегченного

$$m = 42,635 / 15 = 5$$

Технологическая схема обвязки цементирующей техники приведена на рисунке 6.

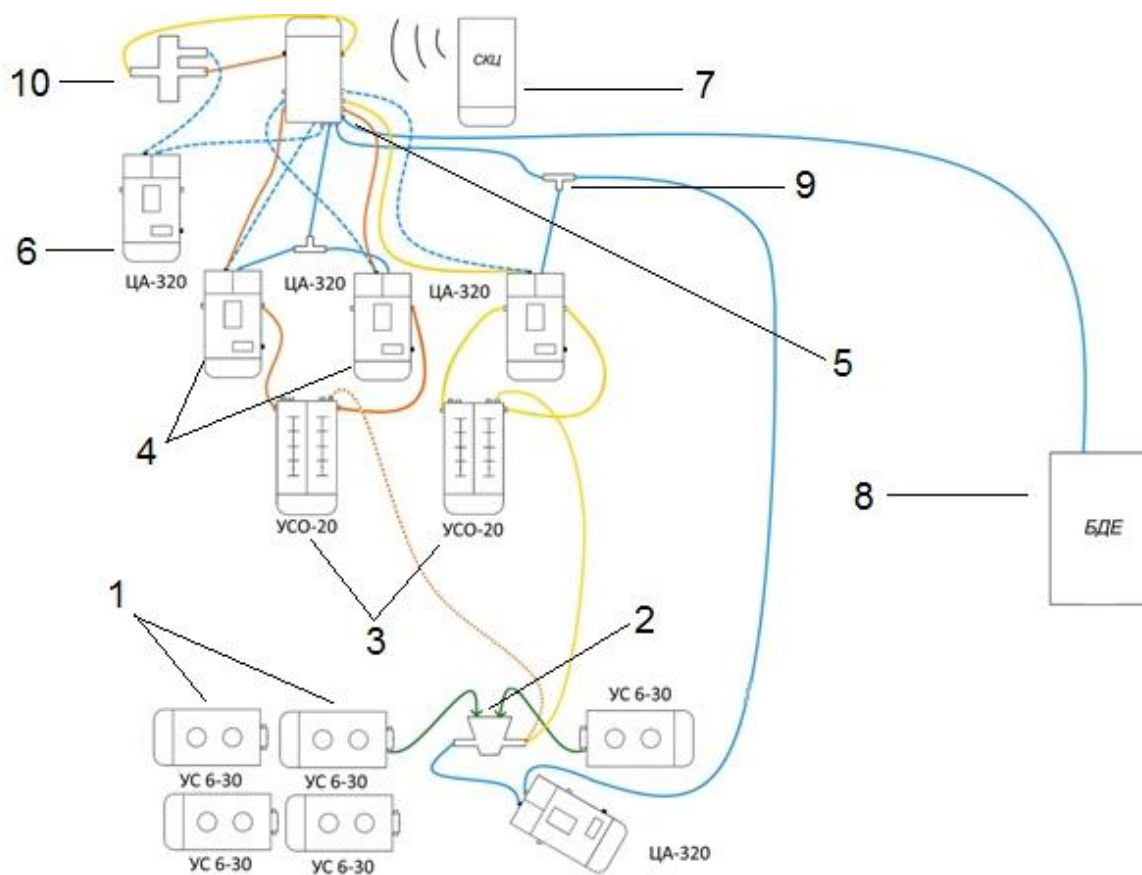


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники:

- 1 – цементосмесительная машина УС6–30; 2 – гидроворонка;
- 3 – осреднительная емкость УСО–20; 5 – цементирующийся агрегат ЦА–320М; 5 – блок манифольдов СИН–43; 6 – цементирующийся агрегат ЦА–320М (резервный); 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей;
- 9 – тройник; 10 – цементирующаяся головка; 11 – подводящая линия;
- 12 – автоцистерна

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле (6)

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (6)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине

- 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$),
- на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 7.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 58,) = 117,03 \text{ м}^3 \quad (7)$$

$V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м³

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 19

Таблица 19 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию. Выбираем для установки арматуру фонтанную АФ1-80/65х21

2.4 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимальный вес обсадной колонны (Таблица – 20), была выбрана буровая установка БУ 5000/320 ЭК-БМЧ

Таблица 20 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 5000/320 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	96,2	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	65	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	122,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,6
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Циркуляционный переводник с разрывной мембраной для ГНКТ

Простым и надежным инструментом, устанавливаемым в КНБК при бурении, освоении и ремонте скважин, который позволяет значительно сократить время выполнения дорогостоящих спуско -подъемных операций является Циркуляционный Переводник (Инструмент) PBL

Основные области применения PBL:

- борьба с поглощениями промывочной жидкости;
- выполнения спуско-подъемных операций в процессе бурения и повышение качества очистки ствола скважины.

Конструкция **Инструмента PBL** позволяет производить вышеуказанные операции, отсекая забойный двигатель (и телеметрическую систему) от потока промывочной жидкости. **Инструмент PBL** более 20-ти лет широко применяется ведущими буровыми компаниями во всех нефтегазодобывающих регионах мира.

Инструмент PBL это Автозатворная система многократной активации. Оригинальная конструкция обеспечивает возможность закачки различных типов кольматанта в зону поглощения без подъема бурильного инструмента, а также позволяет увеличивать объем промывочной жидкости, прокачиваемой через КНБК. **Инструмент PBL** был разработан для облегчения выполнения таких операций в бурении, освоении и КРС, как:

- Закачка всех типов кольматантов, а также агрессивных и тампонажных материалов.
- Качественная очистка скважины путем увеличения объема циркуляции (ресурс забойного оборудования при этом сохраняется).
- Увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости в скважинах, где вынос шлама затруднен (с большим зенитным углом и горизонтальных стволах).
- Замена бурового раствора.
- Промывка морских подводных стояков и ПВО.

- Кислотные и стимулирующие обработки.
- Бурение с отбором керна.

В дополнение, **Инструмент PBL** имеет несколько уникальных особенностей, которые позволяют снизить стоимость буровых работ,:

- **Инструмент PBL** закрывается при остановке насосов, предотвращая обратный переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы.
- Функция Автозатвор позволяет заполнять бурильную колонну при спуске и поднимать ее без «сифона», а также производить обратную циркуляцию.

Инструмент PBL может быть использован многократно за время одного рейса.

- Давление продавки шара может быть задано по желанию Заказчика.
- В целях оптимизации выполняемых операций, корпус клапана и шароуловитель могут быть размещены в различных секциях КНБК.

Внутренний диаметр манжеты выполнен фигурным в виде внутренних отдельных лепестков, полученных радиальными прорезями, для обеспечения их подвижности и расширения внутреннего диаметра манжеты при прохождении через нее шара.

Наименьший внутренний диаметр манжеты для удержания шаров, меньше диаметра деактивационных шаров, находящихся в шароуловителе.

Седло изготовлено из бронзы, благодаря чему оно меньше подвержено гидроабразивному износу, механическому износу и коррозии при прохождении через циркуляционный переводник бурового раствора с массовым содержанием абразива (песка) до 3%.

Активационный шар выполнен твердостью 95-100 ШорА, что обеспечивает герметичность перекрытия центрального канала в поршне при целевом использовании циркуляционного переводника и стабильное давление продавливания шара при деактивации в заданном диапазоне 30...50 атм. Активационный шар выполнен твердостью 95-100 ШорА, что обеспечивает герметичность перекрытия центрального канала в поршне при целевом

использовании циркуляционного переводника и стабильное давление продавливания шара при деактивации в заданном диапазоне

На рисунке 7 показана конструкция PBL в разрезанном виде .

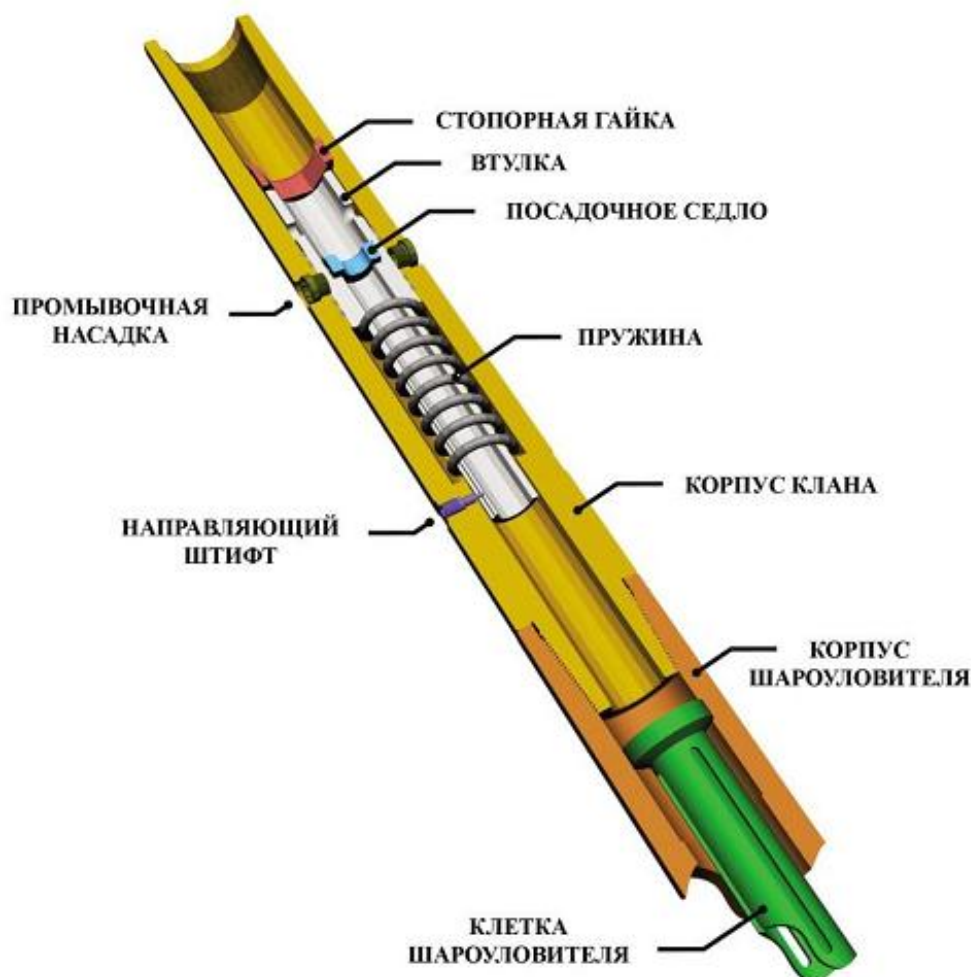


Рисунок 7 – Конструкция PBL

Буровой раствор свободно проходит через PBL в момент, когда PBL не активирован. Для того чтобы активировать PBL необходимо бросить один пластиковый шар активации бросить в бурильные трубы (входит в комплект PBL, который поставляется на буровую) и осуществить прокачку расчетным объемом бурового раствора.



Рисунок 8 - Не активированный PBL

Когда шар активации садится в седло PBL, циркуляционная втулка, под действием избыточного трубного давления, сжимает пружину и сдвигается вниз, при этом циркуляционные порты открываются.

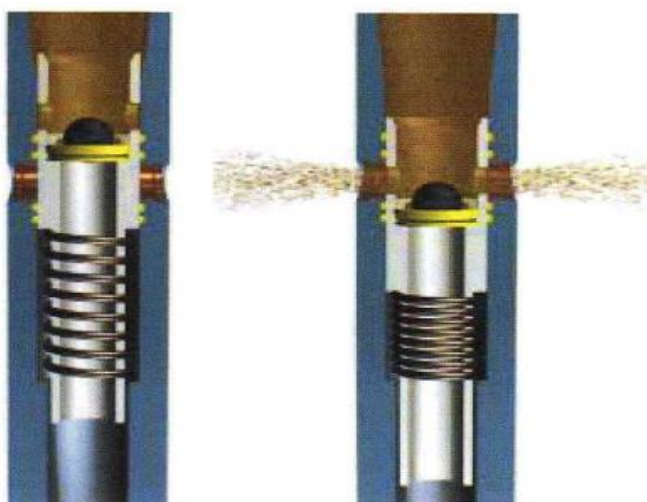


Рисунок 9 – Шар активации садится в седло PBL

Когда запланированные операции выполнены, чтобы дезактивировать PBL, необходимо бросить в бурильные трубы два стальных шара дезактивации (входят в комплект PBL, который поставляется на буровую) и обеспечить их прокачку их расчетным объемом бурового раствора. Шары дезактивации, достигнув PBL, под действием потока жидкости перекрывают промывочные порты.



Рисунок 10 – Дезактивация

В этот момент буровой насос продолжает работать, давление растет, происходит дезактивация PBL – пластиковый шар активации продавливается (срезается) через посадочное седло. Пружина сдвигает циркуляционную втулку вверх – циркуляционные порты закрываются, буровой раствор вновь продолжает поступать ниже PBL. Использованные шары активации и дезактивации улавливаются специальной корзиной, находящейся в нижней части PBL, и не препятствуют дальнейшим работам.

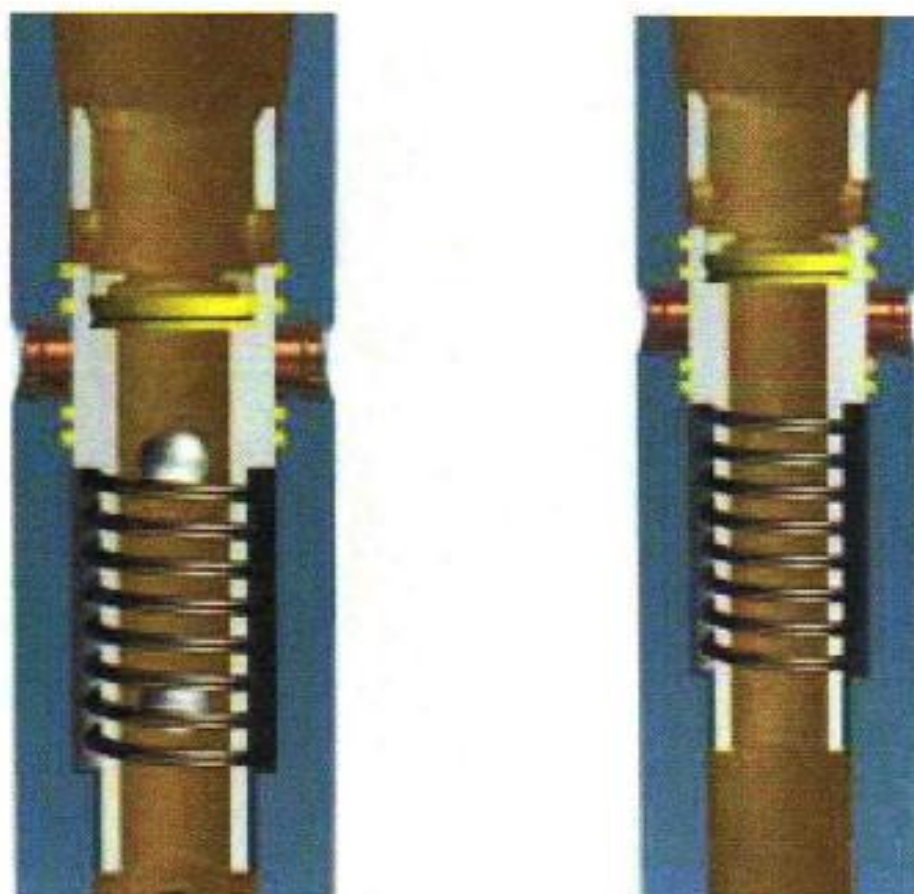


Рисунок 11– Активация и деактивация

Функция «автозатвор» активируется только при посаженном в седло шаре активации. Для этого необходимо бросить в бурильные трубы один пластиковый фиксирующий шар (входит в комплект PBL, поставляемого на буровую) и прокачать его расчетным объемом бурового раствора. Фиксирующий шар, достигнув PBL, под действием потока жидкости застревает в одном из промывочных портов и, таким образом, фиксирует циркуляционную втулку в нижнем положении.



Рисунок 12 – Автозатвор

Для дезактивации PBL с активированной функцией «автозатвор» необходимо бросить в бурильные трубы два стальных шара дезактивации и прокачать их расчетным объемом бурового раствора. Один из шаров дезактивации, достигнув PBL, под действием потока жидкости перекрывают открытый циркуляционный порт (второй закрыт фиксирующим шаром), буровой насос продолжает работать, давление растет – фиксирующий шар продавливается (срезается) через промывочный порт в кольцевое пространство, далее второй шар дезактивации перекрывает циркуляционный порт – происходит дезактивация PBL.

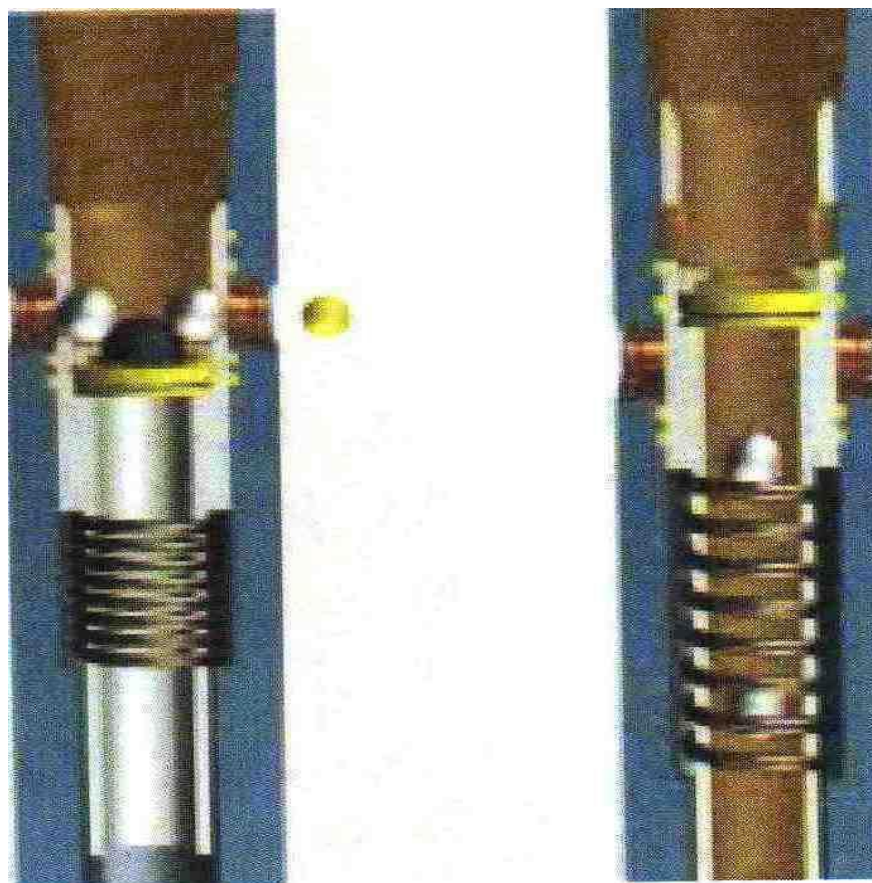


Рисунок 13 – Дезактивация

Вывод: Изобретение относится к устройствам для бурения нефтяных и газовых скважин, а именно к циркуляционным переводникам бурильной колонны, позволяющим многократно переключать поток текучей среды - бурового раствора, включающего кольматационные материалы, из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное. Предлагаемая конструкция циркуляционного переводника повышает ресурс и надежность срабатывания циркуляционного переводника при бурении горизонтальных участков скважин за счет удержания шаров в полости для их накопления, повышает технико-экономические показатели бурения и предупреждает осложнения и аварии бурильного инструмента.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные

Наименование скважины:	Нефтяная скважина (Томская область)
Проектная глубина, м:	2520
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Ротор с применением ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Диаметр - 298,5 мм на глубину 50 м
- кондуктор	Диаметр - 219,1 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	Диаметр - 146,1 мм на глубину 2490 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950, 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40м	61
- в интервале 40-1190м	59
- в интервале 1190-2520м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 40-1190м	УБТ 178x80 Д – 60 м
- в интервале 1190-2520м	УБТ 146x68 Д – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-1190 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 1190-2520 м	ДГР-165.7/8.49
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

Продолжение таблицы 24

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

- в интервале 0-40 м	ТБПК 127х9 Д
- в интервале 40-1190 м	ТБПК 127х9 Д
- в интервале 1190-2520 м	ТБПК 127х9 Д
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-40 м	393,7 М-ГБУ-R277
- в интервале 40-1190 м	PDC 269,9 B516TB
- в интервале 1190-2520 м	PDC 188,9 B913HT

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,037	590
2	40	1190	1150	0,042	1670
3	1190	2520	1330	0,064	1390

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (8)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,037 = 1,48 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов.

Результаты расчета нормативного времени бурения для остальных интервалов представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,037	1,48
1150	0,042	48,3
1350	0,064	86,4
Итого		136,18

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H/P, (9)$$

где P – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 40 / 590 = 0,09$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично.

Результаты расчета нормативного количества долот для остальных интервалов представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
40	590	0,07
1150	1670	0,69
1330	1390	0,95
Итого на скважину		1,71

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на до- лото.

Расчет производится по формуле 7.

$$T_{СПО} = \Pi \cdot n_{СПО}, \quad (10)$$

где $n_{СПО}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 28

Таблица 28 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Напря- жение	0- 40	393, 7	59 0	1 1	2 4	0-40	0,0 121	0,48 4
Конд ук-тор	40 - 119 0	269, 9	16 70	1 2	3 2	40-	0,0	0,73
						100	122	1,33
						100-	0,0	1,46
						200	133	1,46
						200-	0,0	1,46
						300	146	1,55
						300-	0,0	1,58
						400	146	1,59
						400-	0,0	1,61
						500	146	1,61
						500-	0,0	1,63
						600	155	1,48
						600-	0,0	
						700	158	
						700-	0,0	
						800	159	
						800-	0,0	
						900	161	
						900-	0,0	
						1000	161	
						1000-	0,0	
						1100	163	
						1100-	0,0	
						1190	165	
Итог о:								17,4 9

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная	11	18	1390	1	3	1190-		0,16
	90-	8,9		2	2	1200	0,016	1,66
	252					1200-	0	1,67
	0					1300	0,01	1,78
						1300-	66	1,90
						1400	0,01	1,93
						1400-	77	1,99
						1500	0,01	2,10
						1500-	88	2,30
						1600	0,01	2,33
						1600-	90	2,40
						1700	0,01	2,46
						1700-	93	2,49
						1800	0,01	2,52
						1800-	99	0,51
						1900	0,02	
						1900-	10	
						2000	0,02	
						2000-	30	
						2100	0,02	
						2100-	33	
						2200	0,02	
						2200-	40	
						2300	0,02	
						2300-	46	
						2400	0,02	
						2400-	49	
						2500	0,02	
						2500-	52	
						2520	0,02	
							55	
Итого:								28,2
Итого:								46,174

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондукто: $3 \cdot 1 = 3$ мин; эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;

- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементировании направления, кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (11)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

в) определяется, длина бурильных труб L_t , м по формуле:

$$L_t = L_c - L_n, \quad (12)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_t / l_c, \quad (13)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5 \quad (14)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления:

$$T_{\text{напр.}} = 0,67 \cdot 2 + 5 = 6,34 \text{ мин};$$

2. Для кондуктора:

$$T_{\text{конд.}} = 40 \cdot 2 + 5 = 85 \text{ мин.}$$

- Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

- Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 6,75 + 69 + 211 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 484,75 \text{ мин} = 8,08 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 189,36 часов или 7,89 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$189,36 \times 0,066 = 12,5 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$189,36 + 12,5 + 25 = 226,86 \text{ ч} = 9,45 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 29.

Таблица 29– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 30.


Таблица 30 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

Условные обозначения к таблице 30:

 Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

 Буровая бригада (бурение);

 Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле :

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (15)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (16)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение приведен в таблице Ж.1 приложения Ж.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Видработ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направление	2,55	2,78	0,11
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
направление	3,56	3,92	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Ж.2 приложения Ж.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H / T_M, \quad (17)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (18)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_h, \quad (19)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / n, \quad (20)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (21)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2740
Продолжительность бурения, сут.	11,36
Механическая скорость, м/ч	17,01
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра	54638

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$, (22)

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций.

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов

5 Социальная ответственность

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] относится к опасным производственным объектам.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [2]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время

сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [3].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;

шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;

- выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 33.

Таблица 33 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [4])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработ-ка	Изготов-ление	Эксплуа-тация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [5]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [6] СНиП 23-05-
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [7] ГОСТ 12.4.026-2001[8]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [9]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [10] ТК РФ Статья

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 34.

Таблица 34 - Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [11], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света.

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно

пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[12].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 35

Таблица 35 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 метров.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров.	100

5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

Критическое значение тока.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [13] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.2.2.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных незаизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [14]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [15].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [16] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [17].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;

- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 м на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

После анализа горно-геологических условий бурения была спроектирована одноколонная конструкция скважины, состоящая из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. Решающим фактором являлось обеспечение условий для проведения опробования и последующей эксплуатации промышленных объектов. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа, служащая пьедесталом для монтажа эксплуатационного оборудования, спущенного в скважину. Выбор основывался на преимуществах таких как: относительная малая стоимость, простота конструкции, отсутствие требования подбора труб с целью расположения их резьбы против фланца предыдущей колонны, так как излишек обрезается. Схема обвязки №5 является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Для рентабельного и эффективного строительства скважины одноколонной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, так как обладает высокой механической скоростью в интервале четвертичных отложений с большим коэффициентом кавернозности. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота, зарекомендовавшие себя как высокоэффективные долота, сокращающие стоимость метра бурения. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ разного типоразмера для каждого интервала. С целью экономии средств было принято решение более быстрого сооружения

скважины, а именно бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей ДГР-240.7/8.55 который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород и ДРУ2-172РС, так же позволило сократить усталостные нагрузки на бурильную колонну.

Важную часть занимает разработка программы промывки, позволившая подобрать количество и оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав, параметры бурового раствора и свести к минимуму гидравлические потери в циркуляционной системе. Необходимо учитывать возможные осложнения при бурении интервалов, для этого были спроектированы определенные типы буровых растворов под каждый интервал. Под направление бентонитовый раствор плотностью $1,15 \text{ г/см}^3$ для разбуривания четвертичных отложения, с необоримостью контроля водоотдачи возлежание набухания, осыпей и обвалов. Под кондуктор был спроектирован полимер-глинистый раствор с плотностью $1,17 \text{ г/см}^3$ обеспечивающий все необходимые требования, а именно: поддержание стенок скважины, контроль водоотдачи, смазывающая способность, вынос шлама, контроль толщины фильтрационной корки, создание репрессии на пласт и т.д. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор с плотностью $1,34 \text{ г/см}^3$, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Для разведочной скважины особая роль отводится кернаотборным снарядам и бурильным головкам, так как от них будет зависеть качество и объем выноса керна. При проектировании скважины проектируются бурильная головка БИТ215,9/100 и трехсекционный кернаотборный снаряд, способные отбирать керна в один рейс, что экономит время на СПО.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем спроектирована с учетом экономической эффективности, которая достигается за счет уменьшение

толщины обсадной колонны не теряя своих требуемых характеристик на определенном интервале, также обеспечивается прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна. Спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. В силу требуемой герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны устанавливаются центраторы-турбулизаторы обеспечивающие лучшее попадание раствора в поры породы, а также был выбран одноступенчатый способ. В настоящей работе учтены требования правил нефтяной и газовой промышленности, а именно соблюдены интервалы цементирования, где направление и кондуктор цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 метров. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки и моющей способности. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации ORION 73КЛ, спускаемы на кабеле. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель спускаемый на НКТ КИИЗ-95 зарекомендовавший себя как эффективное и качественное оборудование в своей ценовой категории.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-14-146×245 ХЛ, ОП5- 280/80х21, АФ1-80/65х21.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Более подробно рассмотрено применение циркуляционного переводника с разрывной мембраной для ГНКТ. Рассматриваемая конструкция

циркуляционного переводника повышает ресурс и надежность срабатывания циркуляционного переводника при бурении горизонтальных участков скважин за счет удержания шаров в полости для их накопления, повышает технико-экономические показатели бурения и предупреждает осложнения и аварии бурильного инструмента.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н.
2. Трудовой кодекс РФ.
3. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.
4. ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
5. ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное.
6. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих.
7. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное.
8. ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.
9. ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность.
10. ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность.
11. ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность.
12. СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение.
13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 75 с. 75

18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнес-центр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шама-нов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с. 76

31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.
40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г. 77

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя»

Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)	
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,4
30	125	Некрасовская свита	P ₃	-	-	1,3
125	170	Чеганская свита	P ₃ – P ₂	5	0	1,3
170	260	Люлинворская свита	P ₂	-“-	-“-	1,3
260	285	Талицкая свита	P ₁	-“-	-“-	1,3
285	365	Ганькинская свита	K ₂ m–d	-“-	-“-	1,3
365	415	Славгородская свита	K ₂ km	-“-	-“-	1,3
415	560	Ипатовская свита	K ₂ k–st	-“-	-“-	1,2
560	575	Кузнецовская свита	K ₂ t	-“-	-“-	1,2
575	1440	Покурская свита	K ₂ – K ₁	-“-	-“-	1,2
1440	2130	Киялинская свита	K ₁	-“-	-“-	1,2
2130	2215	Тарская свита	K ₁ vl	-“-	-“-	1,1
2215	2440	Куломзинская свита	K ₁ b–vl	-“-	-“-	1,1
2440	2465	Баженовская свита	J ₃	-“-	-“-	1,1
2465	2470	Георгиевская свита	J ₃ km	-“-	-“-	1,1
2470	2545	Васюганская свита	J ₃ – J ₂	-“-	-“-	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси.
P3 – P2	125	170	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, разномерных, слюдяных.
P2	170	260	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь.
P1	260	285	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабо-сцементированного алевролита.
K2	285	365	Отложения ганькинской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
—	365	415	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда опоковидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.
—	415	560	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевролитистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролито-песчанистыми.
—	560	575	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевролитистыми и слюдяными.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K2 – K1	575	1440	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевролитистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, слабосцементированные.
K1	1440	2130	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевролитистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто- алевролитистыми.
—	2130	2215	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми.
P ₃ – P ₂	125	170	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдистых.
P ₂	170	260	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁	260	285	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабо-сцементированного алевролита.
K ₂	285	365	Отложения ганькинской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
—	365	415	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда опоковидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
—	415	560	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевроитистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролито-песчанистыми.
—	560	575	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевроитистыми и слюдистыми.
K ₂ – K ₁	575	1440	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевроитистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкосреднезернистые, слабосцементированные.
K ₁	1440	2130	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевроитистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто- алевроитистыми.
—	2130	2215	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми.
K ₁	2215	2440	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевроитистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкосцементированными.
J ₃	2440	2465	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
J 3 – J 2	2470	2545	Отложения васюганской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато- серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабосцементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюидистые, песчано-глинистые, слоистые.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Краткое название гор-ной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси (мкм ² ·10 ⁻³)	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая)
	от (в рх)	до (ни з)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	30	глина	2,0	25-	0	100	—	—	100	—	X	M
			сугли нок	2,0	30 10	0	90			100		IV	
P ₃	30	125	песок	2,1	20	1000	20	0	—	0	—	X	—
			глина	2,4	30	0	100	0		100		IV	
P ₃ – P ₂	125	170	песок	2,0	25	1000	50	0	—	0	—	X	—
			глина	2,3	30	0	100	0		100		IV	
P ₂	170	260	глина	2,3	25	0	100	0	—	100	—	IV	—
P ₁	260	285	алевр олит	2,2	30	20	10	0	—	100	—	IV	—
			глина	2,3	25	0	100			100		X	
K ₂	285	365	мерге ль	2,4	20	0	100	50	—	100	—	IV	—
			глина	2,3	25	0	100	0		100		IV	
-“-	365	415	глина	2,3	20	0	100	0	—	100	—	IV	—

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
—	415	560	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 2,2	25 20 20	50-300 0 0	20 100 90	3 3 3	—	100 100 100	—	X IV X	—
—	560	575	глина	2,3 5	20	0	100	3	—	100	—	IV	—
K ₂ – K ₁	575	144 0	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 5 2,3	22 16 20	50-300 0 20	20 100 40	3 3 3	—	200 150 200	—	X IV X	C
K ₁	144 0	213 0	глина песчаник алевролит	2,3 5 2,2 2,3	16 22 20	0 20-30 10	100 20 20	5-10 10 5-10	—	250 250 200	—	IV X IV	—
K ₁	213 0	221 5	песчаник аргиллит алевролит	2,2 2,4 2,3	22 16 20	10-30 0 0-10	10-20 20 100 30	10 10 5-10	—	250 200 250	—	X IV VI	—
—	221 5	244 0	аргиллит песчаник алевролиты	2,4 2,2 2,3	15 20 10	0 15-20 5	100 20 25	10 10 10	—	200 400 350	—	IV IX	T
J3	244 0	246 5	аргиллит	2,4 5	5	0	100	10	—	500	—	IV	—
—	246 5	247 0	аргиллит	2,4 5	5	0	100	10	—	500	—	IV	—

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J 3 – J 2	247 0	254 0	песча ник	2,3	15- 23	5-270	0-20	5		100 0		X	
				2,4		0	100	5				IV	
			аргил лит	5	10	0-10	30	5	–	500	–	VI	–
				2,4	15					800		V	
			алевр олит	5						400			
				1,4									

Приложение Б

Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – K ₂	0	1440	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – K ₂	0	970	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₂ – K ₁	575	1440	Водопроявление	Водопроявление с плотностью флюида 1,001 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
J ₂₋₃	2470	2495	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,749 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
Q – K ₁	560	1440	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
K ₁	2130	2215	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
Q – K _{2t}	0	560	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
P	0	236	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости).

Приложение В

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Таблица В.1-Парметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-40	40-1190	1190-2520
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G_{oc} , кН		175	120	104
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		—	262,48	191,37
M_p , Н*м		—	2635	2249
M_o , Н*м		—	147,65	107,65
$M_{уд}$, Н*м/кН		—	36,93	27,33

Приложение Г

Таблица Г.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–40 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0.40	393,7	-	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник M152xM152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203x100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203x100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
8	Переводник M133xH152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	СБТ G105 127x9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,254
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Переводник М133хН133	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	КШЗ-133х35	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	10	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Г.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–1190 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–1190 м)							
1	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	0,441	295,3	-	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник M152xM152	0,38	240	-	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	-	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	-	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,424
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	29,487
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Г.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1190–2520 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1190–2480; 2500–2520 м)							
1	PDC БИТ 295,3 В 713М	0,4	215,9	-	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	-	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178x90 Д	24,9	178	90	3-147	Ниппель	3,610
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	9,2
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127 G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	64,466
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Г.4 – КНБК для отбора керна (2480–2500 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2480–2500 м)							
1	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6х8мм)	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Керноотборный снаряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4	5	6	7	8
4	УБТ-178х90 Д	33,2	178	90	3-147	Ниппель	4,814
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	63,638
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Приложение Д

Расчет бурильной колонны на прочность

Таблица Д.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-40 Бурение КНБК №1	Долото	393,7					0,4		0,150	0,150			
	УБТ	203,0	100,0				8,3	0,0690	0,573	0,723			
	Калибратор	393,7	80,0				0,6		0,186	0,909			
	УБТ	203,0	100,0				8,3	0,1910	1,585	2,494			
	БТ	127,0	109,0	9,0	е	ЗУ-155	22,4	0,0295	0,661	3,155		>10	
Кондуктор													
40-1190 Бурение КНБК №2	Долото	295,3					0,44		0,185	0,185			
	Калибратор	295,3	185,0				0,9		0,126	0,311			
	Двигатель	240,0					8		0,363	0,674			
	УБТ	178,0	90,0				58,1	0,1440	8,366	9,040			
	БТ	127,0	109,0	9,0	е	ЗУ-155	1123	0,0300	33,68	42,72		5,48	
Эксплуатационная													
2480-2500 Отбор керна КНБК №4	Долото	215,9					0,3		0,016	0,016			
	УБТ	178,0	100,0				30	0,1000	3,000	3,016			
	УБТ	178,0	90,0				33,2	0,1450	4,814	7,830			
	БТ	127,0	109,0	9,0	е	ЗП-162-95	2437	0,0312	76,07	83,90		2,79	
1190-2520 Бурение КНБК №3	Долото	215,9					0,4		0,048	0,048			
	Двигатель	172,0					9,1		0,118	0,166			
	УБТ	178,0	90,0				24,9	0,1440	3,586	3,752			
	Калибратор	215,0	70,0				0,4		0,045	3,797			
	УБТ	178,0	90,0				58,1	0,1580	9,180	12,98			
	Яс гидрав.	172,0	76,2				3,5		0,384	13,36			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2424	0,0312	75,66	89,03		2,68	

Приложение Е

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Глинопорошок	60	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	1,1	SODA ASH
Барит	90	M-I WATE

Таблица Е.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Глинопорошок	40	M-I GEL† SUPREME
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
ПАВ ВВ	0,5	POLYPAC- R
ПАЦ НВ	5	POLYPAC† SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	-	K-52†
Смазывающая добавка	5	ULTRAFREE-L

Таблица Е.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Ксантановая смола	3,6	DUO-TEC†
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
Карбонат кальция	50	CALCIUM CARBONATE
ПАВ НВ	5	POLYPAC† SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	50	K-52†
Смазывающая добавка	22	ULTRAFREE-L
Защита от микробиологической деструкции	0,5	Септор БДУ-500
Предотвращение пенообразования	0,5	BUBBLE BUSTER

Таблица Е.4 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «0–2520 м»

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	40	40	393,7	-	1,4	6,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =4,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 4,9
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =56,7
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
40	1190	1150	295,3	201,3	1,25	102,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =4,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =60,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =69,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =216,9
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =191
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1190	2520	1490	215,9	130,7	1,1	115,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =66,6

Продолжение таблицы Е.4

1	2	3	4	5	6	7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 75,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 235,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 235,1$

Таблица Е.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		Эксплуатационная колонна		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
SODA ASH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	93	4	218	9	1200	48	1511	61
M-I GEL† SUPREME	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	6170	6	17486	18	—	—	23657	24
M-I WATE	Регулирование плотности	1000	7250	7			—	—	7250	7
POLYPAC- R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	—	—	218	9	—	—	219	9
POLYPAC† SUPREME UL	Регулятор фильтрации	25	—	—	2185,8	87,4	10285,2	411	12471,0	499
ULTRAFREE-L	Снижение коэффициента трения в скважине	100	—	—	2185,8	21,9	12570,9	125,7	14756,7	147,6
DUO-TEC†	Придание раствору тиксотропных свойств,	25	—	—	—	—	2057,0	82,3	2057,0	82,3

Продолжение таблицы Е.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
К-52†	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	100	—	—	21858,0	218,6	28570,1	285,7	50428,1	504,3
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	—	—	—	—	29712,9	29,7	29712,9	29,7
Септор БДУ-500	Защита от микробиологической деструкции	50	—	—	—	—	285,7	5,7	285,7	5,7
BUBBLE BUSTER	Предотвращение пенообразования	25	—	—	—	—	285,7	11,4	285,7	11,4

Приложение Ж

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Ж.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол- во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,11	1,77	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,93	475,98	-	-

Продолжение таблицы Ж.1

Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		8266,31		2350,2		12579,36		24600,27	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ГВУ-R277	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 269,9 B516TB	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 188,9 B913HT	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657

Продолжение таблицы Ж.1

Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		2520,14		13327,24		29788,05		
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица Ж.2 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292

Продолжение таблицы Ж.2

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
	15181
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	9422
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	256
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	123
Топографо-геодезические	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские	790
работы Проектные	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания к=204,2 к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

Приложение 3

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2500 м

Проектные ООД Тим Тарасов, Ю.И.

Abstract

Abstract

Буровая установка: БУ-1 БУ-5000/130 3М-СН-4

Abstract: 45-720

TAKEN FROM CRYSTALLOGRAPHY 5000

Pages: 1 - 580

Hazardous Waste - 9250

¹² <http://www.fishbase.org>

© 2000 Blackwell Science Ltd *Journal of Internal Medicine* 247: 395–402

[illegible]